

O Impacto do Sistema de Excitação dos Geradores Síncronos nos Relés e Sistemas de Proteção

Gabriel Benmouyal
Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.

Publicado no
SEL *Journal of Reliable Power*, Volume 3, Number 1, março de 2012

Apresentado previamente na
62nd Annual Georgia Tech Protective Relaying Conference, maio de 2008

A edição revisada anterior foi lançada em janeiro de 2012

Originalmente apresentado na
34th Annual Western Protective Relay Conference, outubro de 2007

Traduzido para o português em agosto de 2017

O Impacto do Sistema de Excitação dos Geradores Síncronos nos Relés e Sistemas de Proteção

Gabriel Benmouyal, *Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.*

Resumo—Os geradores síncronos possuem dois tipos de limites operacionais: térmico e estabilidade. Esses limites são normalmente definidos no plano P-Q; em consequência, o ponto de operação de um gerador não deve estar localizado além de qualquer um desses limites. Funções conhecidas como limitadores evitam que o gerador ultrapasse esses limites, entrando nas zonas proibidas; essas funções são normalmente incorporadas no regulador automático de tensão (“automatic voltage regulator” – AVR) do gerador. A combinação desses limitadores e a natureza do próprio AVR terão impacto em algumas funções de proteção do gerador, tais como a proteção de perda de sincronismo (“out-of-step”) ou de perda de excitação (“loss-of-field” – LOF). O objetivo deste artigo não é rever os princípios de proteção dos geradores, pois isso já foi amplamente efetuado em outros trabalhos, mas sim lembrar os princípios básicos de física e engenharia que estão por trás da interação entre o AVR de um gerador síncrono e seus limitadores associados, além de algumas funções de proteção de geradores. Será apresentada a análise da tecnologia dos limitadores incorporados no AVR de um gerador. Nos estudos de coordenação da LOF, o limite de estabilidade em regime (“steady-state stability limit” – SSSL) usado mais frequentemente tem sido tradicionalmente baseado num sistema de geração com excitação através de uma tensão constante (ou SSSL manual). Este trabalho discute o impacto do sistema de excitação com um AVR ou um estabilizador do sistema de potência (“power system stabilizer” – PSS) nos limites de estabilidade do gerador. Uma nova técnica numérica é introduzida para determinar os limites de estabilidade de um sistema de geração em que a excitação pode ser regulada usando um AVR ou um AVR complementado por um PSS.

I. LIMITES DE ESTABILIDADE DO GERADOR: REGIME E TÉRMICO

Existem três tipos de limites térmicos ([1] [2] [3] [4]) do gerador: o limite da corrente da armadura que está diretamente relacionado à potência nominal do gerador, o limite da corrente de campo, e o limite do núcleo de ferro do fim do estator. O limite da estabilidade em regime é uma consequência direta da equação de transferência de potência entre um gerador e o sistema que o mesmo está alimentando. Esses diferentes limites são analisados na próxima seção.

A. Limites Térmicos Operacionais do Gerador

Na Fig. 1, estão representados os três tipos de limites térmicos encontrados em um gerador. Assumindo que a potência é medida em valores “por-unidade” (pu), a metade de um círculo com raio unitário representa a capacidade máxima teórica do gerador (“generator theoretical maximum capability” – GTMC). Esse limite se deve às perdas ôhmicas da corrente da armadura e corresponde simplesmente ao valor nominal em MVA do gerador.

O limite do núcleo de ferro do fim do estator é consequência do fluxo de dispersão nas espiras existente na região final do gerador. Esse fluxo entra e sai perpendicularmente à estrutura laminada do estator. As correntes parasitas vão, então, circular na laminação, causando o aquecimento localizado na região final. No modo de sobreexcitação, a corrente de campo é alta; em consequência, o anel de retenção vai saturar de tal forma que o fluxo de dispersão na região final será pequeno. No modo de subexcitação, a corrente de campo será reduzida e o fluxo causado pela corrente na armadura será somado ao fluxo produzido pela corrente de campo. Isso vai agravar o aquecimento na região final, limitando severamente a saída do gerador. O limite do núcleo do fim do estator depende da geometria e construção da turbina. A limitação pode ser particularmente severa para as turbinas a gás, mas pode não existir nas unidades hidroelétricas, como mostrado na Fig. 1; as unidades a vapor possuem uma característica limitadora situada entre a turbina a gás e a hidroelétrica [1].

Os limites das correntes de campo e da armadura dependem da tensão do gerador. Todos os três limites são dependentes do sistema de resfriamento do gerador. Para os geradores refrigerados a hidrogênio, o limite mais tolerante vai ocorrer à pressão máxima do líquido refrigerante (ver Fig. 2).

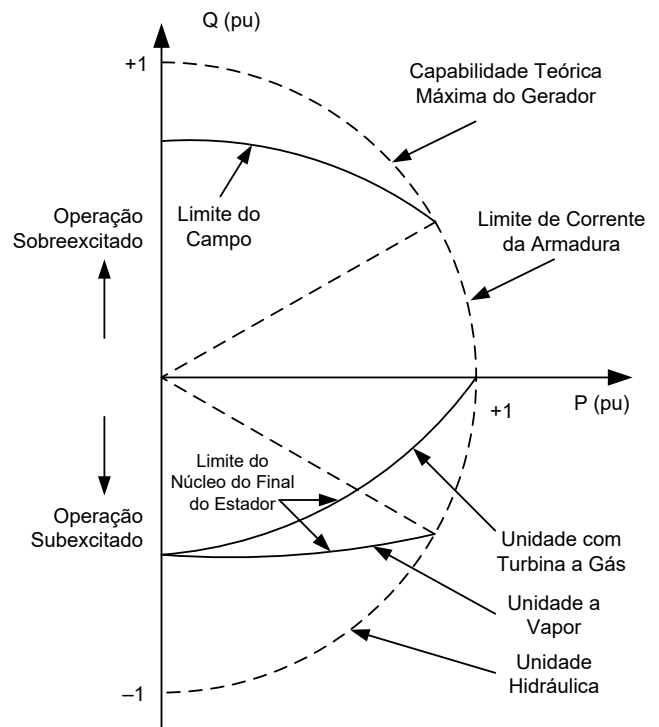


Fig. 1. Limites térmicos operacionais do gerador

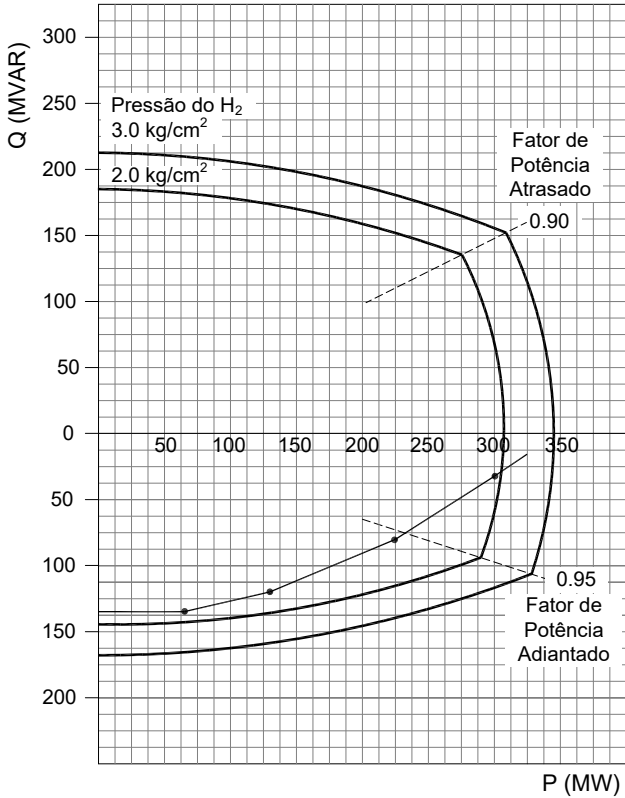


Fig. 2. Curva de capacidade de um gerador com turbina a vapor, refrigerado a hidrogênio, tensão nominal, 312 MW, 347 MVA, 20 kV, FP 0,9, 3600 rpm, 60 Hz

B. Limite de Estabilidade em Regime Tradicional do Gerador com Rotor Cilíndrico

O limite de estabilidade em regime (“steady-state stability limit” – SSSL) de um gerador determina a região no plano P-Q onde a operação do gerador vai ser estável no modo normal de operação. O modo normal de operação é aqui definido como uma condição em que somente ocorrem pequenos distúrbios no sistema, diferentes de grandes perturbações como faltas, adição significativa de cargas, ou perda de geração. O SSSL é usado pelos engenheiros de sistemas de proteção em alguns estudos de coordenação e no ajuste da função do limitador de subexcitação (“underexcitation limiter” – UEL) do regulador automático de tensão (“automatic voltage regulator” – AVR) [1] [5].

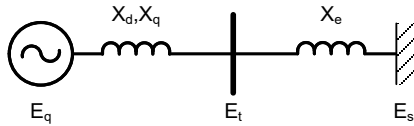


Fig. 3. Diagrama elementar de um sistema de geração

O SSSL manual é obtido a partir de um sistema de geração correspondente ao da Fig.3, onde o gerador alimenta uma carga conectada a uma barra infinita através de uma linha com impedância Xe. A excitação do gerador é assumida como sendo alimentada por uma tensão constante. A equação de transferência de potência para uma máquina de pólos salientes é fornecida em regime pela fórmula convencional:

$$P = \frac{E_q E_s}{X_d + X_e} \sin \delta + E_s^2 \frac{X_d - X_q}{2(X_d + X_e)(X_q + X_e)} \sin 2\delta \quad (1)$$

Nesta equação, o ângulo δ é o ângulo entre a tensão interna do gerador, E_q , e a tensão na barra infinita, E_s . Um

princípio já bem estabelecido é o fato de que o limite de estabilidade do gerador é alcançado quando a derivada da potência ativa P em relação ao ângulo δ se torna igual a zero.

$$\frac{\delta P}{\delta t} = \frac{E_q E_s}{X_d + X_e} \cos \delta + E_s^2 \frac{X_d - X_q}{(X_d + X_e)(X_q + X_e)} \cos 2\delta = 0 \quad (2)$$

A tentativa de solução de (2) vai gerar equações não-lineares, não existindo uma equação algébrica para o SSSL. Entretanto, o problema pode ser simplificado, considerando uma máquina com rotor cilíndrico onde X_d é igual à X_q e igual à reatância síncrona X_s ; logo, a equação de transferência de potência se torna:

$$P = \frac{E_q E_s}{X_s + X_e} \sin \delta \quad (3)$$

Nesse caso, o limite de estabilidade é alcançado quando o ângulo δ atinge o valor de 90 graus. Um círculo com centro e raio, conforme mostrado na Fig. 4, fornece o limite de estabilidade sob operação manual no plano P-Q [1].

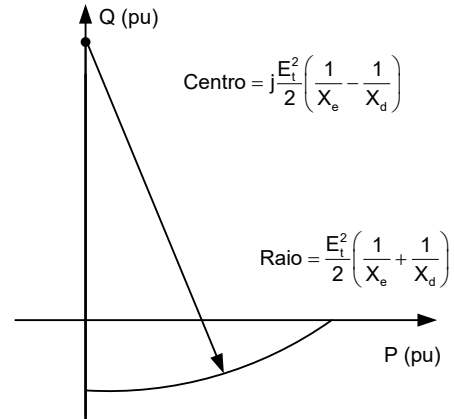


Fig. 4. Curva do SSSL manual de um gerador com excitação constante

O plano P-Q em pu da Fig. 5 fornece um exemplo mais adequado dos aspectos práticos associados ao SSSL manual. Um meio-círculo de raio igual a 1 e centro (0,0) foi desenhado e representa o já definido limite GTMC. O ponto de operação do gerador vai estar normalmente dentro do círculo GTMC ou na sua circunferência, dentro da região permitida, de forma que a operação do gerador não ultrapasse as características nominais do mesmo.

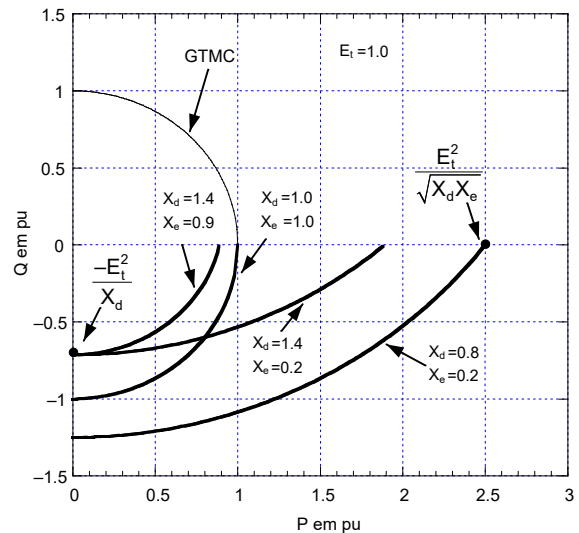


Fig. 5. SSSL manual em relação ao círculo GTMC

Assumindo a tensão nos terminais do gerador, E_t , como sendo 1.0 pu, a interseção da curva do SSSL manual com o eixo imaginário é igual a $-1/X_d$. Isso indica que para um gerador com X_d maior do que um, o SSSL manual vai automaticamente invadir o círculo GTMC e o gerador vai se tornar instável quando estiver muito subexcitado. A interseção com o eixo real é no ponto $1/\sqrt{(X_d+X_e)}$; logo, à medida que o valor da impedância externa da linha, X_e , aumenta, o SSSL manual se torna mais próximo da curva GTMC. Com ambos X_d e X_e sendo igual a um, o SSSL e o círculo GTMC coincidem. Existem valores elevados de X_e para os quais o gerador não pode fornecer sua potência nominal sem se tornar instável: o SSSL manual infringe os limites do GTMC.

1) Impacto da Saliência no SSSL Manual

Conforme já observado, não existe uma equação algébrica disponível para plotar a curva do SSSL manual se a saliência estiver sendo levada em consideração. Provavelmente, este é o motivo pelo qual a saliência nunca é considerada. Contudo, o SSSL de um gerador de pólos salientes pode ser determinado numericamente por meio da solução numérica de (2). Há um programa desenvolvido para resolver numericamente (1) e (2). A Fig. 6 mostra o SSSL de ambos os geradores com rotor de pólos salientes e rotor cilíndrico, indicando as respectivas características. Pode ser observado que a diferença entre as duas curvas está apenas na área próxima ao eixo imaginário, onde o ponto de interseção está no ponto $-1/X_q$ para o gerador com rotor de pólos salientes ao invés de $-1/X_d$ para o gerador com rotor cilíndrico. Portanto, a diferença entre as duas curvas de SSSL deve ser considerada como sendo desprezível para efeitos práticos.

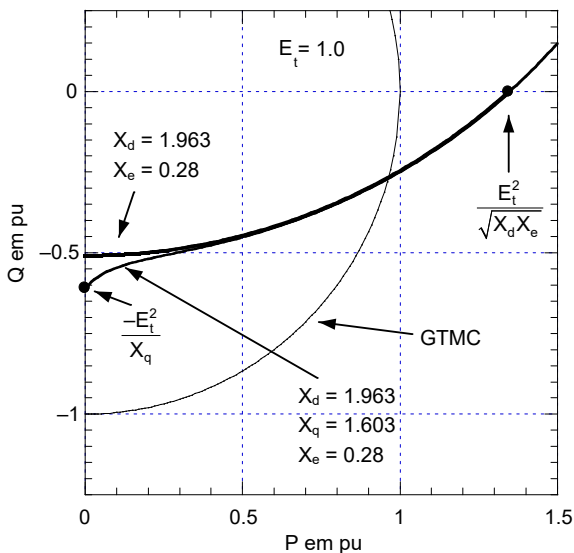


Fig. 6. Impacto da saliência no SSSL manual

II. O SISTEMA DE EXCITAÇÃO DO GERADOR SÍNCRONO

A. A Natureza da Excitação do Gerador

A função primária do sistema de excitação de um gerador síncrono é regular a tensão na saída do gerador. Numa máquina síncrona, o campo magnético de rotação necessário para induzir tensão nos enrolamentos do estator é produzido pela corrente CC que circula no enrolamento de campo ou rotor. A tensão de excitação do gerador síncrono é a tensão

medida nos terminais do gerador quando a corrente de carga for igual a zero. Seu valor eficaz (“root-mean-square” – rms) é proporcional à corrente que circula no enrolamento do rotor:

$$E_f = \frac{\omega L_{af} i_f}{\sqrt{2}} \quad (4)$$

Essa corrente CC que circula no enrolamento do rotor é produzida pelo sistema de excitação. Em regime, ela é igual à tensão de excitação CC, fornecida para o enrolamento do rotor, dividida pela resistência do enrolamento:

$$i_f = \frac{E_{fd}}{r_f} \quad (5)$$

O enrolamento de campo possui uma auto-indutância L_{ff} . Uma característica fundamental do gerador síncrono é a constante de tempo transitória do eixo direto com o circuito de campo aberto, T_{do}' , que é a relação entre a auto-indutância do campo e a resistência CC:

$$T_{do}' = \frac{L_{ff}}{r_f} \quad (6)$$

Esta constante de tempo, cujo valor é de alguns segundos, indica tipicamente que a tensão nos terminais do gerador síncrono não pode variar instantaneamente; em outras palavras, a corrente do enrolamento de campo varia de acordo com a constante de tempo com o circuito de campo aberto.

B. O Regulador Automático de Tensão

Este artigo foca nos sistemas atuais de excitação estática, conforme mostrado na Fig. 7. Nesses sistemas, a potência de entrada da excitatriz estática é normalmente derivada dos terminais da máquina. Um transformador abaixador (transformador de excitação) alimenta uma ponte retificadora trifásica controlada que converte tensão CA em tensão CC. A saída CC é conectada ao enrolamento de campo da máquina através de escovas e anéis coletores.

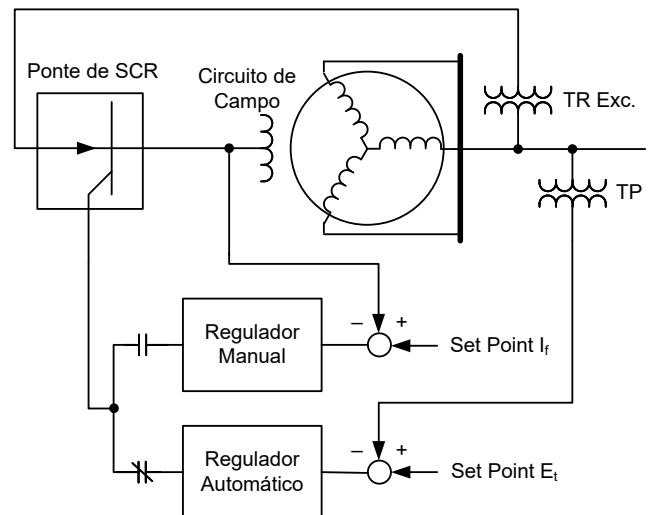


Fig. 7. Princípio do AVR com gerador de auto-excitação

No modo automático, o ponto de ajuste da tensão (“set point”) é introduzido no ponto de somatória do AVR. Este set point da tensão é comparado à medição da tensão de saída do gerador; essa comparação gera um sinal de erro que ajusta o tempo de disparo dos retificadores controlados de

silício até que a tensão de saída se torne igual ao set point da tensão. Em regime, a tensão de saída do gerador é igual ao set point da tensão. No modo manual, tanto o nível da tensão de saída do gerador quanto o nível da corrente de campo (conforme mostrado na Fig. 7) estão sob controle manual do operador. Embora ainda seja aplicado em algumas máquinas antigas, o controle manual dos sistemas de excitação não é recomendado por agências como a corporação norte-americana de confiabilidade elétrica (“North American Electric Reliability Corporation” – NERC), devido às falhas e desvantagens associadas a este modo de operação.

A Fig. 8 representa o modelo genérico de um sistema de excitação estática, o qual é fornecido, entre outros, por [11]. Tais modelos têm o propósito de servir como diretrizes para os estudos de estabilidade. V_{ref} é o ajuste da tensão, V_c é a medição da tensão nos terminais do gerador. A diferença entre essas duas grandezas constitui o sinal de erro básico. São feitas provisões para sinais de erros adicionais no ponto de somatória do AVR. V_s é o sinal de erro de um estabilizador do sistema de potência (“power system stabilizer” – PSS). V_{UEL} é o sinal de erro de um limitador de subexcitação, o qual será descrito posteriormente.

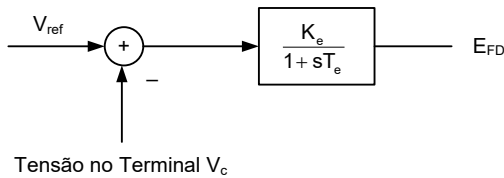


Fig. 8. Representação simplificada de um sistema de excitação estática

No sistema de excitação da Fig. 8, uma “disputa” está ocorrendo entre alguns sinais; em outras palavras, uma porta de alta tensão (AT) vai selecionar o sinal de entrada que tem o nível mais alto enquanto uma porta de baixa tensão (BT) seleciona o sinal que tem o nível mais baixo. Quando usada, essa ação de “disputa” permite que alguns sinais controlem o loop do AVR. Como exemplo, no ponto de soma do AVR, se o sinal de erro do circuito UEL for maior do que o sinal de erro no ponto de soma, a prioridade é dada ao sinal do UEL para controle do loop do AVR. A saída do AVR é a tensão fornecida para o circuito de campo. Essa tensão é

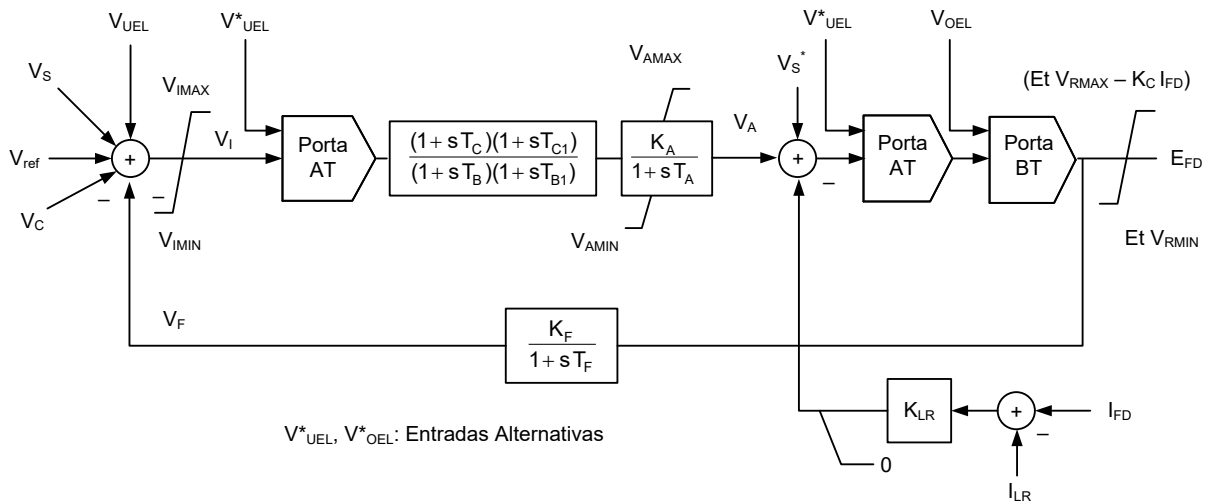


Fig. 9. Sistema de excitação IEEE tipo ST1A

delimitada e é de grande importância. A máxima tensão fornecida para o sistema de excitação é normalmente chamada de teto do AVR. Na análise de pequenos sinais, conforme descrito posteriormente, um AVR estático pode simplesmente ser representado por um ganho com uma constante de tempo, como mostrado na Fig. 9.

III. LIMITADORES DE PROTEÇÃO INCORPORADOS NO AVR

As funções de proteção térmica do gerador são incorporadas no AVR por meio de limitadores. A função dos limitadores não é a de dar trip no gerador, mas evitar que o mesmo opere fora dos limites indicados na Fig. 1. Usualmente, existem três limitadores que podem ser implementados no AVR: o limitador de subexcitação (ou mínima) (UEL ou MEL), o limitador de sobreexcitação (“overexcitation limiter” – OEL), e o limitador de volt/hertz (“volt/hertz limiter” – VHL). O UEL evita que o gerador opere abaixo dos limites do núcleo de ferro do final do estator, conforme mostrado na Fig. 1. Pode também, dependendo do que for mais restritivo, evitar que o gerador opere abaixo do SSSL. O OEL evita que o gerador opere acima do limite de campo da Fig. 1. O VHL evita que o gerador opere acima do valor limite volt/hertz máximo. A seção seguinte apresenta exemplos de meios de implementação desses diferentes limitadores.

A. Implementação do Limitador de Subexcitação

1) Controle da Potência Reativa do Gerador

Considere o sistema da Fig. 10 representando um gerador conectado a uma barra infinita através de uma impedância Z_e . Assuma que a barra infinita tem tensão unitária, a impedância é de 15% e a tensão do gerador usa os três valores 0.95, 1.0, e 1.05 pu. O diagrama circular da Fig. 11 representa a relação entre a potência ativa e reativa do gerador para todos os três casos. Para cada caso, o círculo tem as seguintes coordenadas para o centro e para o valor do raio próximo:

$$\begin{aligned} \text{Centro} &= (0, E_t^2 / Z_e) \\ \text{Raio} &= \frac{E_t E_s}{Z_e} \end{aligned} \quad (7)$$

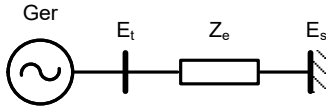


Fig. 10. Gerador alimentando uma barra infinita

Analisando a Fig. 11, pode ser observado que quando a tensão do gerador está acima da tensão do sistema, o gerador produz volt-ampères reativos (VARs) positivos. Quando a tensão do gerador é igual à tensão do sistema, o gerador tem um fator de potência próximo da unidade (ele não produz qualquer VAR). Finalmente, quando a tensão do gerador está abaixo da tensão do sistema, o gerador vai absorver VARs.

Esta observação indica que quando um gerador se torna subexcitado a tal ponto que os VARs negativos possam estar abaixo do limite de capacidade do gerador, a solução é aumentar a tensão de saída do gerador até que os VARs absorvidos superem o limite. Isso é exatamente o que um UEL vai fazer, produzindo um sinal de erro positivo que será fornecido para o ponto de soma do AVR quando for solicitado que o AVR do gerador aumente a tensão de saída.

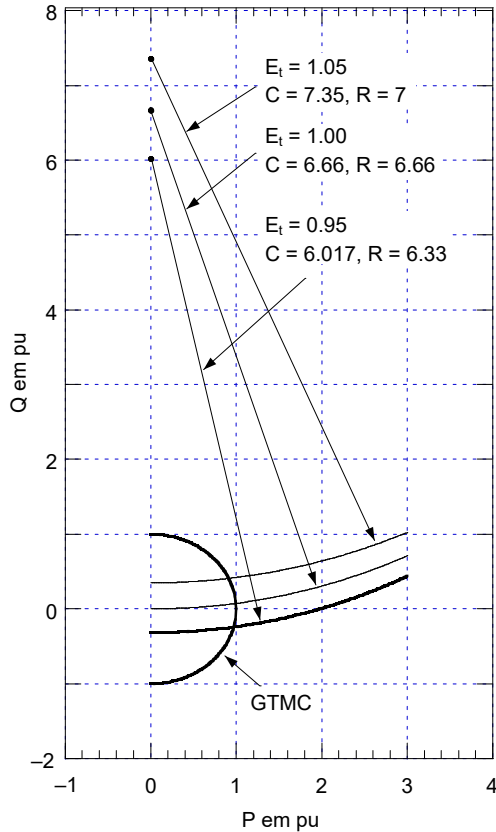


Fig. 11. Controle da potência reativa do gerador através de sua tensão de saída

2) Limitador de Subexcitação Incorporado no AVR

Considere o modelo do UEL (tipo UEL2) mostrado na Fig. 12. Nesse modelo, k_1 , k_2 , KUP , KUV e KUQ são ajustes introduzidos pelo usuário. T_{UV} , T_{UQ} , e T_{UP} são as constantes de tempo do circuito que determinam sua dinâmica. Este circuito vem de modelos recomendados em [8]. As características em regime e estática do UEL podem ser determinadas ajustando o operador laplaciano “s” em zero e observando a condição em que o sinal de erro do circuito do UEL vai ser zero [1]. Essa condição é fornecida por:

$$PE_t^{-k_1} KUP - E_t^{k_2} KUV - QE_t^{-k_1} KUQ = 0 \quad (8)$$

Expressando Q como uma função de P, obtemos:

$$Q = P \frac{KUP}{KUQ} - E_t^{(k_1+k_2)} \frac{KUV}{KUQ} \quad (9)$$

A equação (9) é a equação de uma linha reta, conforme mostrado na Fig. 13, e representa a característica do UEL no plano P-Q. Se o ponto de operação do gerador estiver abaixo do segmento da linha, o UEL vai produzir um erro positivo que será fornecido para o ponto de somatória do AVR. Esse erro positivo terá como efeito, por sua vez, o aumento do ajuste da tensão ou referência de tensão do AVR, de forma que a tensão nos terminais do gerador vai também aumentar até que o ponto de operação do gerador esteja acima da característica de linha reta do limite do UEL. Posteriormente, será mostrado como o expoente $(k_1 + k_2)$ permite que seja efetuada a coordenação com a função de perda de excitação (“loss-of-field” – LOF) no plano P-Q, sem que seja afetada pela tensão do gerador.

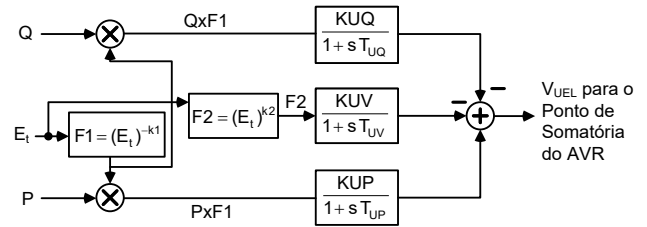


Fig. 12. Exemplo de um limitador de subexcitação tipo UEL2, linha reta

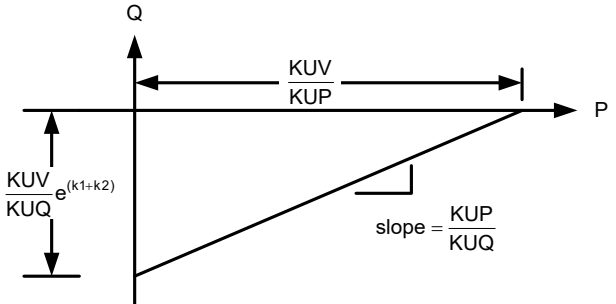


Fig. 13. Característica de linha reta do tipo UEL2

A referência [8] descreve duas características adicionais do UEL, uma circular (tipo UEL1) e uma de linha reta com segmentos múltiplos (tipo UEL3), operando de acordo com os mesmos princípios do tipo UEL2.

B. Implementação do Limitador de Sobreexcitação

O objetivo do OEL é essencialmente limitar o valor da corrente de campo de forma que o ponto de operação do gerador não ultrapasse o limite da corrente de campo da Fig. 1. A Fig. 14 mostra um exemplo [18] de um OEL fornecendo um sinal de erro para o ponto de soma do AVR.

Se a corrente de campo, I_{fd} , estiver abaixo de um determinado valor de pickup, aqui mostrado como sendo 1.05 vezes a corrente de campo a plena carga, um sinal negativo através do caminho “a” vai acionar o integrador (1/s) até seu valor mais baixo – A e isso vai fornecer um sinal de erro nulo para o ponto de soma do AVR.

Se a corrente de campo estiver acima do valor de pickup, um sinal positivo através do caminho “b” será fornecido para o integrador, de forma que um erro negativo seja

fornecido para o ponto de soma do AVR. Esse sinal de erro negativo vai reduzir a tensão do campo, E_{fd} , até que a corrente de campo esteja abaixo do valor de pickup. Para um aumento do degrau de corrente acima do pickup, [18] fornece o tempo de partida da corrente de campo para que possa ser um limitador:

$$t = \frac{A}{G_2 G_3 (I_{fd} - 1.05 I_{fd, \text{rated}})} \quad (10)$$

A equação (10) é a equação de uma curva inversa. Os parâmetros podem ser ajustados de forma que a característica inversa possa ser coordenada com a capacidade de campo do gerador, que é definida pelas normas como uma curva de corrente de tempo-inverso [9].

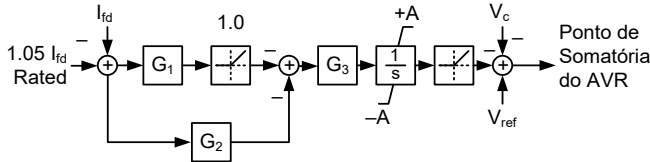


Fig. 14. Exemplo do modelo de um OEL

C. Implementação do Limitador de Volt/Hz

A Fig. 15 representa um exemplo do modelo de um VHL [2] que vai fornecer um sinal de erro para o ponto de soma do AVR. Este exemplo assume que uma medição da tensão nos terminais do gerador, E_t , e da frequência “freq” são disponibilizadas para o circuito. Se a relação da tensão de saída do gerador dividida pela frequência estiver acima do limite máximo volt/hertz aqui mostrado como 1.07 pu, a diferença é integrada e um sinal negativo é enviado para o ponto de soma do AVR. O sinal negativo reduz a tensão de saída do gerador até que a relação da tensão pela frequência esteja abaixo do limite. Quando a diferença se torna negativa, o integrador é resetado para zero de forma que o sinal de erro se torne nulo. Portanto, um VHL vai variar a tensão de saída do gerador mas não terá efeito na frequência do gerador.

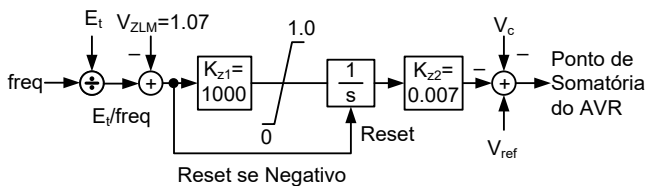


Fig. 15. Exemplo do modelo de um limitador de volt/hertz

IV. O IMPACTO DO AVR NO SSSL DO GERADOR

Até agora, a única fórmula simples disponível para os engenheiros de proteção efetuarem a plotagem do SSSL de um sistema de geração é a que se refere ao caso de um gerador com excitação constante. Esse tipo de limite foi assumido como sendo conservador o suficiente para que possa ser aplicado sem qualquer restrição nos sistemas de geração com AVR ou PSS [5]. Nos próximos parágrafos, será introduzida uma nova técnica para obtenção do limite de estabilidade baseado em pequenos sinais estabilizantes para um sistema de geração com um AVR ou uma combinação de AVR-PSS. Antes de apresentar a nova técnica, introduziremos noções básicas da análise de pequenos sinais (“small signal analysis” – SSA) e

estabilidade baseada em pequenos sinais (“small signal stability” – SSS).

A. Noções Fundamentais da Estabilidade do Gerador Baseada em Pequenos Sinais Estabilizantes Usando o Modelo Clássico do Gerador

A representação mais simples (e aproximada) de um gerador é conhecida como modelo clássico [2], consistindo de uma fonte de tensão constante atrás da reatância transitória de eixo direto do gerador, conforme mostrado na Fig. 16.

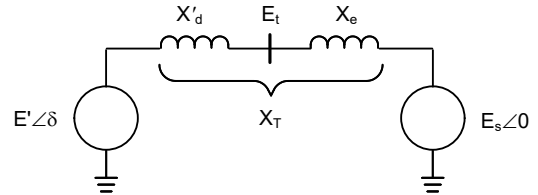


Fig. 16. Diagrama de potência elementar com representação clássica do gerador

No sistema pu, como a velocidade do rotor é igual a um, a potência P é equivalente ao torque elétrico e ambos são fornecidos pela equação clássica de transferência de potência:

$$T_e = P = \left(\frac{E' E_s}{X_T} \right) \sin \delta_0 \quad (11)$$

Um pequeno incremento do torque elétrico em torno do ponto de operação estável (regime) pode ser expresso como:

$$\Delta T_e = \frac{\Delta T_e}{\delta} \Delta \delta = \left(\frac{E' E_s}{X_T} \right) \cos \delta_0 (\Delta \delta) \quad (12)$$

De outra forma, a equação (12) pode ser expressa como:

$$\Delta T_{\text{sync}} = K_1 \Delta \delta \quad (13)$$

com K_1 igual a:

$$K_1 = \left(\frac{E' E_s}{X_T} \right) \cos \delta_0 \quad (14)$$

Como em (13) a variação do torque elétrico é proporcional à variação do ângulo interno do gerador, δ ; este tipo de torque elétrico é denominado torque síncrono (“synchronous torque”). Somente o torque síncrono é aparente com o modelo clássico simplificado de um gerador síncrono. Na verdade, existe outro torque elétrico na máquina que é proporcional à variação da velocidade da máquina. Este torque elétrico é conhecido como torque amortecedor (“damping torque”) e pode ser expresso como:

$$\Delta T_{\text{damp}} = K_D \Delta \omega \quad (15)$$

O torque elétrico total produzido pela máquina síncrona é a soma dos torques síncrono e amortecedor, e é igual a:

$$\Delta T_e = \Delta T_{\text{sync}} + \Delta T_{\text{damp}} = K_1 \Delta \delta + K_D \Delta \omega \quad (16)$$

A equação dinâmica do rotor da máquina corresponde à lei de aceleração dos corpos girantes e pode ser expressa como:

$$s \Delta \omega = \frac{1}{M} (\Delta T_m - \Delta T_{\text{sync}} - \Delta T_{\text{damp}}) \quad (17)$$

$$s \Delta \delta = \omega_0 \Delta \omega \quad (18)$$

onde:

ΔT_m é a variação da entrada de potência mecânica para o gerador em pu.

H é a constante de inércia, em segundos.

M é o coeficiente de inércia = $2H$, em segundos.

ω_0 é a velocidade elétrica em radianos por segundo (377 rad/s) na base do rotor.

Considerando as (13), (15), (17), e (18), o próximo diagrama de blocos, mostrado na Fig. 18, representa a dinâmica do sistema de potência elementar da Fig. 16.

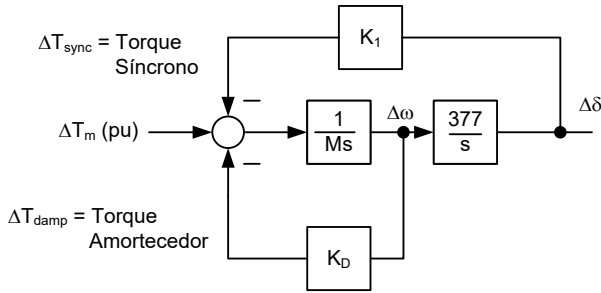


Fig. 17. Representação mais simples possível de um sistema de potência elementar

Usando $\Delta \omega$ e $\Delta \delta$ como variáveis de estado, podemos modelar a dinâmica do sistema de potência elementar usando a representação no espaço de estados através da seguinte equação matricial, de acordo com as modernas teorias de controle [2]:

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta \omega \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & \omega_0 \\ -\frac{K_1}{M} & -\frac{K_D}{M} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta \omega \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 \\ \frac{1}{M} \end{bmatrix} \Delta T_m \quad (19)$$

Esta equação matricial do sistema no espaço de estados corresponde à forma geral:

$$\dot{x} = Ax + Bu \quad (20)$$

onde:

x é o vetor de estado.

A é a matriz de estado.

B é a matriz de entrada ou controle.

u é o vetor de controle ou entrada.

Para o propósito de estabelecer o vetor de saída do sistema, y , duas matrizes adicionais, C e D , são normalmente definidas. Elas são:

$$y = Cx + Du \quad (21)$$

Na (21), C é definida como a matriz de saída e D é definida como a matriz do coeficiente. Para avaliar a SSS do sistema, discutiremos somente a matriz de estado A .

A equação característica da matriz de estado A é expressa por:

$$s^2 + \frac{K_D}{M}s + \frac{K_1 \omega_0}{M} = 0 \quad (22)$$

Através da identificação com os parâmetros clássicos de um sistema de segunda ordem fornecido como:

$$s^2 + 2\zeta \omega_n s + \omega_n^2 = 0 \quad (23)$$

A frequência natural não-amortecida, ω_n , e a relação de

amortecimento ζ são representadas por:

$$\omega_n = \sqrt{\frac{K_1 \omega_0}{M}} \text{ rad/s} \quad (24)$$

$$\zeta = \frac{1}{2} \frac{K_D}{\sqrt{K_1 M \omega_0}} \quad (25)$$

As duas raízes da equação característica ou sistema são plotadas na Fig. 18.

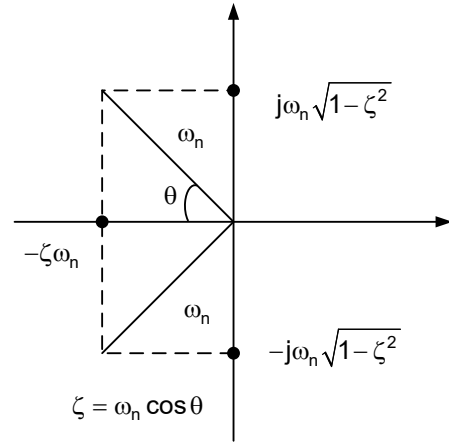


Fig. 18. Representação das raízes da equação característica

As raízes da equação característica são idênticas aos autovalores (“eigenvalues”) da matriz de estado A . Para o sistema ser estável, ambas as raízes da equação característica devem estar localizadas no lado esquerdo do plano complexo, conforme mostrado na Fig. 18. Isso implica que a frequência natural não-amortecida, ω_n , e o fator de amortecimento, ζ , têm de ser positivos. Isso, por sua vez, implica que os valores dos torques síncrono e amortecedor devem ser positivos. Se um dos dois torques elétricos se tornar negativo, o sistema ficará instável. Esta situação está ilustrada na Tabela I, que exibe a variação do ângulo interno δ em função do sinal de K_1 e K_D e segue a variação do impulso de 5% do torque mecânico ΔT_m .

TABELA I
RESPOSTA DO ÂNGULO INTERNO AO ÍMPULSO DE 5% DA POTÊNCIA MECÂNICA ΔT_m

	$K_D > 0$	$K_D < 0$
$K_1 > 0$		
$K_1 < 0$		

B. SSS de um Gerador com Tensão de Excitação Constante

1) Modelo de Gerador Avançado

O modelo clássico de geradores possui limitações óbvias porque ele assume que o fluxo concatenado dentro do gerador é constante. Usaremos o modelo mais avançado

definido por DeMello e Concordia em [13] para estudar o impacto de um sistema moderno de excitação em estado sólido na estabilidade de um gerador síncrono de pólos salientes conectado a uma barra infinita através de uma reatância X_e . O modelo é baseado na representação de um gerador com dois eixos, conforme representado na Fig. 19. Os parâmetros K são idênticos àqueles usados em [13] e estão definidos no Apêndice A. A mudança óbvia em relação ao modelo clássico consiste no fato de que o torque amortecedor é agora produzido pela física do gerador.

As variáveis adicionais em relação ao modelo clássico são:

- Δe_t é a variação da tensão nos terminais do gerador em pu.
- ΔE_{fd} é a variação da tensão de excitação do campo em pu.
- $\Delta E'_q$ é a variação do fluxo no eixo direto.
- T'_{d0} é a constante de tempo do gerador com o circuito de campo aberto.

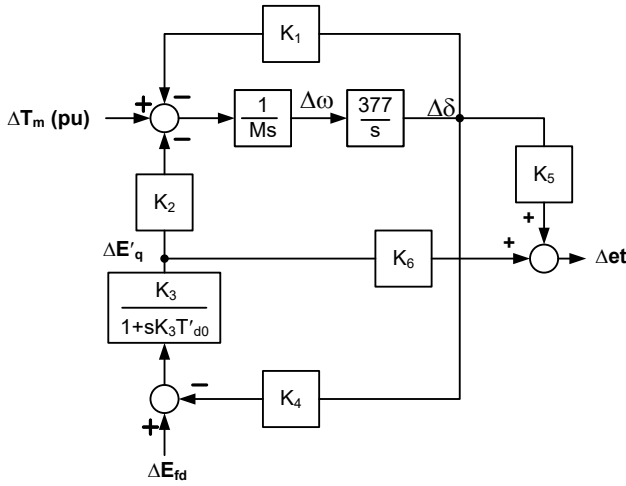


Fig. 19. Modelo linearizado de um gerador com sistema de excitação constante

O modelo do diagrama de blocos do gerador da Fig. 19 pode ser representado no espaço de estados usando três variáveis de estado, $\Delta\delta$, $\Delta\omega$ e $\Delta E'_q$, conforme está expresso na seguinte equação matricial:

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \Delta\delta \\ \Delta\omega \\ \Delta E'_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 377 & 0 \\ -K_1/M & 0 & -K_2/M \\ -K_3K_4/K_3T'_{d0} & 0 & -1/K_3T'_{d0} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\delta \\ \Delta\omega \\ \Delta E'_q \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 \\ 1/M \\ 0 \end{bmatrix} \Delta T_m \quad (26)$$

C. Limite de SSS Usando os Limites dos Torques Síncrono e Amortecedor

No modelo da Fig. 19, a soma dos torques é definida como o torque elétrico em oposição ao torque mecânico. Baseando-se na Fig. 19, isso pode ser expresso como:

$$\Delta T_e = \left(K_1 - \frac{K_2 K_3 K_4}{1 + s K_3 T'_{d0}} \right) \Delta\delta(s) \quad (27)$$

Após algumas manipulações, (27) pode ser expressa como:

$$\Delta T_e = \left(K_1 - \frac{K_2 K_3 K_4}{1 - s^2 K_3^2 T'^2_{d0}} \right) \Delta\delta(s) + \left(\frac{K_2 K_3^2 K_4 T'_{d0}}{1 - s^2 K_3^2 T'^2_{d0}} \right) s \Delta\delta(s) \quad (28)$$

Obviamente, o torque elétrico contém um componente síncrono proporcional ao desvio angular e um componente amortecedor proporcional à derivada do desvio angular ou velocidade. Após receber o valor $j\omega$, os dois componentes podem ser expressos como:

$$\Delta T_{e_sync} = K_1 - \frac{K_2 K_3 K_4}{1 + \omega^2 K_3^2 T'^2_{d0}} \quad (29)$$

$$\Delta T_{e_damp} = j\omega \frac{K_2 K_3^2 K_4 T'_{d0}}{1 + \omega^2 K_3^2 T'^2_{d0}} \quad (30)$$

Em [1], o limite de SSS do sistema da Fig. 19 é determinado pela condição em que ambos os torques síncrono e amortecedor se tornam iguais a zero. O limite da SSS é então determinado no plano P-Q através da plotagem das duas curvas: quando os dois torques síncrono e amortecedor são iguais a zero; e, em seguida, determinando a área onde ambos os torques são positivos. Na mesma referência, o limite do torque síncrono é determinado pela solução da seguinte equação quando $\omega = 0$:

$$\Delta T_{e_sync} \Big|_{\omega=0} = K_1 - K_2 K_3 K_4 = 0 \quad (31)$$

O limite do torque amortecedor é determinado pela solução da seguinte equação quando ω é igual à frequência não-amortecida correspondente à (24):

$$\Delta T_{e_damp} \Big|_{\omega=\sqrt{\frac{377K_1}{M}}} = j\omega \frac{K_2 K_3^2 K_4 T'_{d0}}{1 + \omega^2 K_3^2 T'^2_{d0}} \Big|_{\omega=\sqrt{\frac{377K_1}{M}}} = 0 \quad (32)$$

A equação do torque amortecedor correspondente à (32) não tem uma solução, pois o torque amortecedor é sempre positivo. Logo, a estabilidade do sistema é determinada pelo limite do torque síncrono correspondente apenas à solução de (31).

1) Novo Método para Determinação dos Limites de SSS Usando o Sinal da Parte Real dos Autovalores (“Eigenvalues”)

Para uma definição mais simples do limite de estabilidade do modelo da Fig. 19 do que o método dos limites dos dois torques elétricos, considere que o sistema de geração é estável se os autovalores (“eigenvalues”) da matriz A tiverem todas as partes reais negativas. O novo método, denominado “limite baseado nos autovalores,” consiste então em determinar para cada valor da potência real, P_i , no plano complexo, o valor correspondente da potência imaginária, Q_i , para o qual todas as partes reais dos autovalores da matriz A chaveiam para negativo (Fig. 20). Lembre-se que para cada par de pontos (P,Q), existem valores diferentes para os parâmetros K e, portanto, diferentes autovalores para a matriz A . Após efetuarmos a varredura de um conjunto de valores de P dentro de um intervalo escolhido, o conjunto correspondente de valores de Q , conforme definido previamente, constitui o limite da SSS.

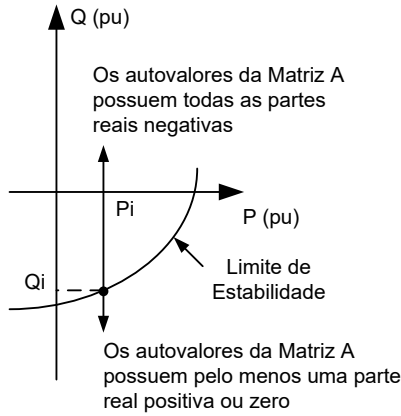


Fig. 20. Princípios de determinação do limite baseado nos autovalores ("eigenvalues")

2) Equivalência entre o SSSL Manual e o Limite da SSS Usando Autovalores

Até aqui, foram descritos três métodos para determinação do limite de estabilidade do sistema de geração da Fig. 19, com excitação constante:

- O SSSL manual correspondendo a um círculo com características fornecidas na Fig. 4.
- O limite do torque síncrono (considerando que o torque amortecedor é sempre positivo), cuja equação é fornecida por (31).
- O limite baseado nos autovalores ("eigenvalues") recentemente definido.

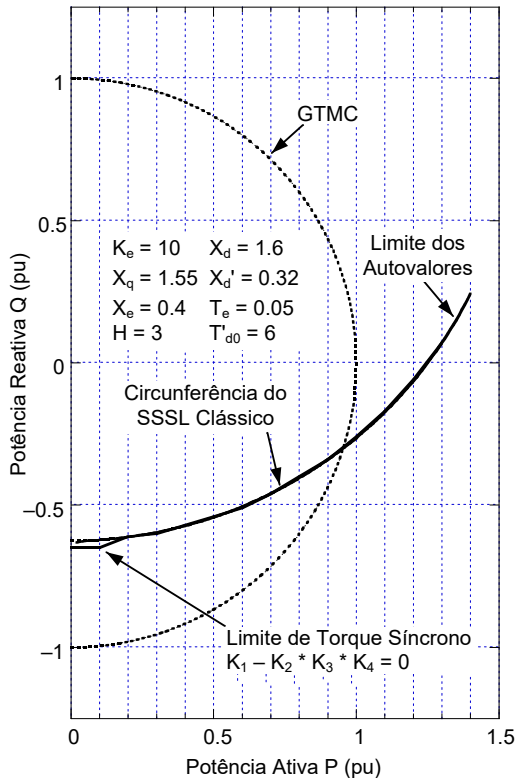


Fig. 21. Trio de limites de estabilidade para um sistema de geração com excitação constante

Na Fig. 21, os três limites de estabilidade obtidos através dos três métodos estão plotados para o sistema com excitação constante, mostrando os parâmetros. Todos os três limites são praticamente idênticos. Isso demonstra que o método SSA em conjunto com o limite baseado nos

autovalores são viáveis para determinação do limite de estabilidade de um sistema de geração.

D. Limite de SSS de um Gerador com Regulador Automático de Tensão

1) Modelo do Gerador com AVR

Todas as análises anteriores foram efetuadas para um gerador operando com tensão de campo constante. Quando um AVR é adicionado ao sistema, uma função de transferência adicional tem de ser adicionada ao sistema, conforme mostrado na Fig. 22. Nesse ponto, é assumido que um gerador autoexcitado com um sistema simples de excitação estática está sendo usado com função de transferência:

$$\frac{\Delta E_{fd}}{\Delta e_t} = \frac{K_e}{1 + sT_e} \quad (33)$$

onde:

K_e é o ganho da excitatriz.

T_e é a constante de tempo da excitatriz.

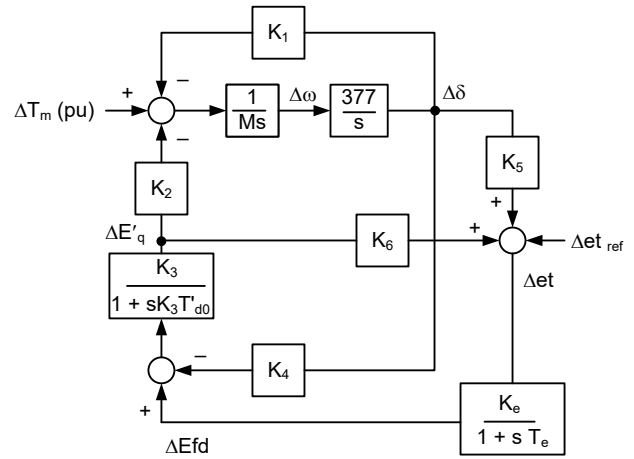


Fig. 22. Diagrama de blocos do sistema de potência elementar com sistema de excitação regulado em estado sólido

A equação matricial seguinte fornece a representação do sistema de geração da Fig. 22 no domínio espaço/estados:

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta \omega \\ \Delta E'_q \\ \Delta E_{fd} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 377 & 0 & 0 \\ -K_1/M & 0 & -K_2/M & 0 \\ -K_4/T'_{d0} & 0 & -1/(K_3 T'_{d0}) & 1/T'_{d0} \\ -(K_e K_5)/T_e & 0 & -(K_e K_6)/T_e & -1/T_e \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta \omega \\ \Delta E'_q \\ \Delta E_{fd} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 \\ 1/M \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \Delta T_m \quad (34)$$

2) Limites de Estabilidade Usando o Método dos Autovalores

Usando o método do limite baseado nos autovalores, a Fig. 23 mostra os limites de estabilidade do sistema de potência elementar quando o gerador possui um AVR e o ganho do AVR varia de zero a valores maiores. Não é uma surpresa que se o ganho do AVR for zero, o limite de estabilidade corresponde ao SSSL manual. À medida que o ganho aumenta, pode ser observado que existe um limite a ser fornecido para o ganho antes de a estabilidade infringir os limites do círculo GTMC. Um princípio já bem estabelecido consiste no fato de que o ganho do AVR tem de ser limitado para evitar que o gerador se torne instável devido à falta do torque amortecedor [2] [13]. Baseado na Fig. 23, o ganho do AVR deveria ser menor do que 25. Observe que o SSSL manual não se torna o caso limite à medida que o ganho aumenta. Para valores elevados do ganho de AVR, o limite de SSS ficará acima do SSSL manual e vai começar a invadir os limites do círculo GTMC.

O Apêndice B lista o programa numérico na linguagem MATLAB® [19] usado para plotar os limites de SSS da Fig. 23, o qual pode ser usado para plotagem de outras aplicações.

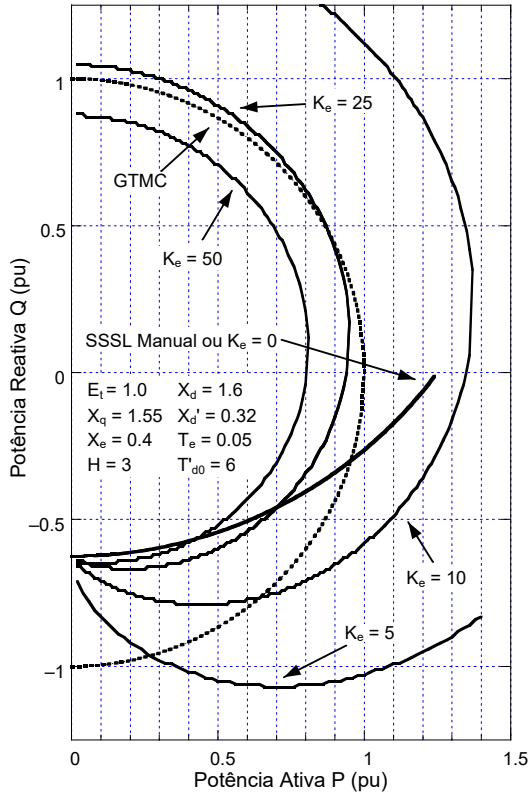


Fig. 23. Impacto do ganho do AVR no limite de estabilidade do gerador

E. Limite de SSS de um Sistema de Geração com AVR e PSS

1) Modelo do Gerador com PSS

Conforme mostrado no parágrafo anterior, o ganho do AVR deve ser limitado para manter o torque amortecedor em um valor aceitável. Aumentar a estabilidade transitória do gerador exige que o ganho do AVR seja o mais alto possível de forma a produzir a tensão de excitação mais alta possível após uma perturbação de grande porte. A estabilidade transitória é definida aqui como a capacidade de o gerador manter o sincronismo quando submetido a um distúrbio transitório severo, tal como uma falta em uma linha de transmissão adjacente. Para atender a esse requisito, os engenheiros de sistemas de potência desenvolveram excitatrizes de alta velocidade equipadas com estabilizadores do sistema de potência (“power system stabilizers” – PSS). Basicamente, um PSS deriva um sinal de erro baseado na velocidade da máquina e injeta esse sinal de erro no ponto de somatória do AVR. O efeito do PSS é

aumentar substancialmente o torque amortecedor do gerador, o que, por sua vez, propicia um aumento do ganho.

O diagrama de blocos do sistema de geração com adição do PSS está mostrado na Fig. 24. A função de transferência do PSS consiste de um ganho, um filtro passa-altas, e um filtro de compensação de fases. Na verdade, um PSS pode requerer circuitos mais complexos e não necessariamente medir a velocidade diretamente [2].

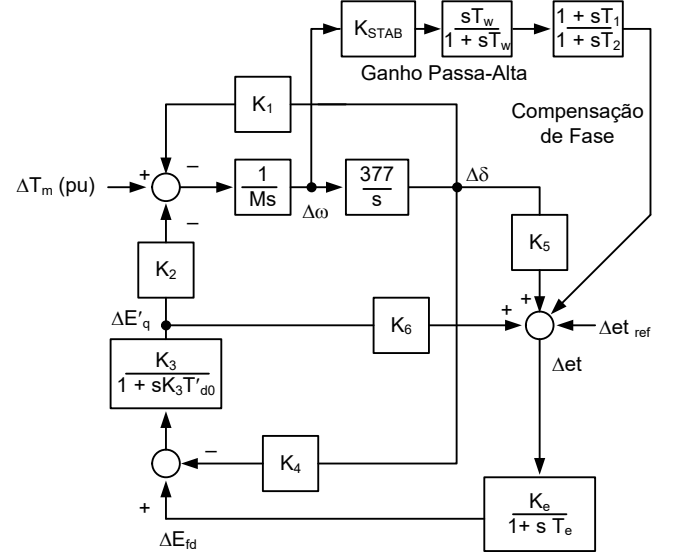


Fig. 24. Sistema de potência elementar linearizado com AVR e PSS

A representação do PSS no domínio espaço/estados impõe a adição de duas variáveis de estado, ΔV_s e ΔV_2 , conforme mostrado em (35).

2) Limite de Estabilidade de um Gerador com um PSS Usando o Método Baseado nos Autovalores

A correção do limite de SSS através da adição de um PSS tem sido estudada usando o método do limite baseado nos autovalores. A Fig. 25 demonstra a melhoria expressiva do limite de SSS do sistema em função do PSS. Sem o PSS e com um ganho do AVR de 50, o limite de estabilidade está invadindo o círculo GTMC, conforme mostrado na Fig. 25. Com um ganho (K_e) de 50 e adição do PSS, o limite de estabilidade deslocou enormemente para a esquerda da curva GTMC e bem abaixo do SSSL manual. Para o caso considerado, o ganho do AVR pode ser definido em 200 e até maior sem comprometer a operação normal do gerador. Conforme análise anterior efetuada somente com o AVR, com a adição de um PSS o SSSL manual não parece constituir um “caso-limite”: à medida que o ganho (K_e) aumenta, o limite de SSS vai começar a infringir cada vez mais os limites do círculo GTMC.

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta \omega \\ \Delta E'_q \\ \Delta E_{fd} \\ \Delta V_s \\ \Delta V_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 377 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -K_1/M & 0 & -K_2/M & 0 & 0 & 0 \\ -K_4/T'_{do} & 0 & -1/(K_3 T'_{do}) & 1/T'_{do} & 0 & 0 \\ -(K_e K_5)/T_e & 0 & -(K_e K_6)/T_e & -1/T_e & K_e/T_e & 0 \\ -T_1 K_{stab} K_1/(MT_2) & 0 & -T_1 K_{stab} K_2/(MT_2) & 0 & -1/T_2 & 1/T_2 - T_1/(T_2 T_w) \\ -K_1 K_{stab}/M & 0 & -K_2 K_{stab}/M & 0 & 0 & -1/T_w \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta \omega \\ \Delta E'_q \\ \Delta E_{fd} \\ \Delta V_s \\ \Delta V_2 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 \\ 1/M \\ 0 \\ 0 \\ -1/T_w \\ TK_{stab}/T_2 M \end{bmatrix} \Delta T_m \quad (35)$$

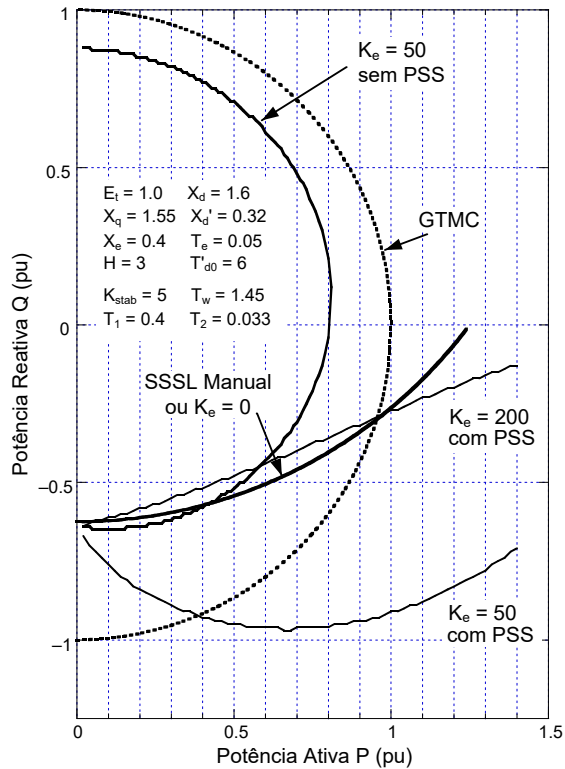


Fig. 25. Impacto do PSS no limite de estabilidade do gerador

A Fig. 26 mostra o impacto do aumento da impedância externa X_e na SSS. Considerando um ganho (K_e) de 150, à medida que X_e aumenta de 0.4 até 0.8 pu, pode ser observado que o limite de estabilidade baseado nos pequenos sinais recua para o lado esquerdo e vai, eventualmente, violar os limites do círculo GTMC para valores maiores de X_e . O mesmo fenômeno foi observado com o SSSL manual da Fig. 5. Os aumentos dos seguintes fatores contribuem para o recuo do limite de SSS: o ganho do AVR, K_e , a impedância externa, X_e , ou a constante de tempo do AVR, T_e . A redução dos fatores seguintes vai levar ao mesmo resultado: a tensão do gerador, E_t , a constante de tempo com o circuito de campo aberto, T_{d0} , ou a inércia da máquina, M . Conforme já observado, pode haver uma combinação de fatores que levem o limite de SSS a infringir profundamente os limites do círculo GTMC. O único ponto comum entre os dois tipos de limites de estabilidade (SSSL manual e limite de SSS) é que ambos parecem estar partindo no eixo vertical no ponto $(0, -1/X_d)$.

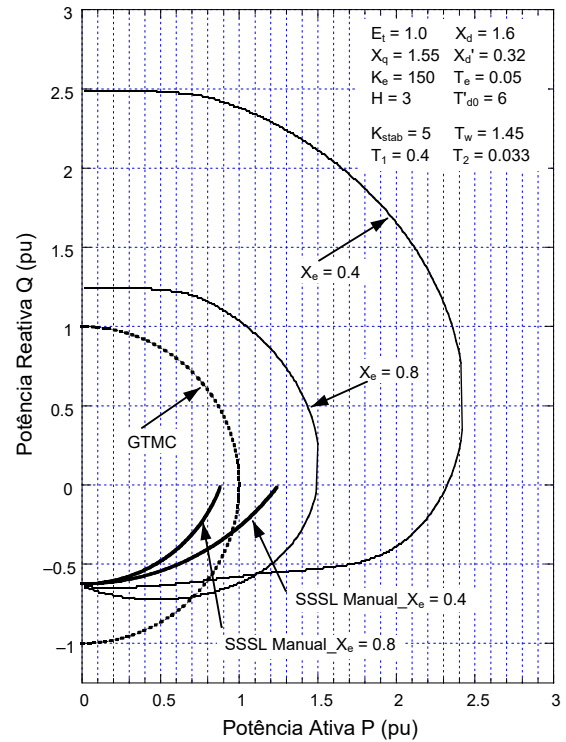


Fig. 26. Impacto de X_e no limite de estabilidade do gerador com um PSS

V. O IMPACTO DO SISTEMA DE EXCITAÇÃO NA PROTEÇÃO

A. Aspectos dos Limites de Estabilidade

Tradicionalmente, os engenheiros de sistemas de proteção usavam o SSSL manual nos estudos de coordenação dos geradores por ser considerado suficientemente conservador mesmo quando um AVR ou uma combinação AVR-PSS fosse adicionada ao sistema. A operação manual foi e ainda é considerada como um sistema de backup para uma falha no AVR. Além disso, tem sido o único limite simples (no sentido matemático) disponível para os engenheiros de proteção. Em alguns casos, o SSSL manual foi apresentado como muito conservador e contraprodutivo para uma proteção adequada [3]. Em alguns projetos modernos, o backup para uma falha do AVR pode ser outro AVR e não a operação manual. Nessa situação, a operação manual pode nunca ocorrer e o uso do SSSL tradicional perde sua justificativa. Nas seções anteriores, uma nova técnica foi testada para determinar o limite de SSS para um gerador sem ou com um AVR ou com uma

combinação AVR-PSS. A partir da simulação apresentada, pode-se deduzir que o SSSL manual obtido, para um gerador com sistema de excitação com tensão constante, não constitui automaticamente o “caso-limite” a ser referido quando forem considerados um AVR ou um PSS. Para valores razoáveis do ganho de AVR e sistemas fortes (impedância externa X_e pequena), o SSSL manual é provavelmente um projeto conservador. Contudo, essa consideração não é mais verdadeira se alguns fatores forem combinados para restringir o limite de SSS (ganho elevado de AVR, sistema fraco com impedância externa X_e elevada, etc.). Baseando-se nessas considerações, certamente existe um requisito real para técnicas simples de definição do limite de estabilidade do gerador sem considerar o modo de operação do sistema de excitação.

B. Aspectos do Limite Baseado em Volt/Hertz

Conforme descrito anteriormente, um VHL é normalmente implementado no sistema de excitação. Quando o limite máximo da relação volt/hertz é ultrapassado, esse VHL vai enviar um sinal de erro negativo para o ponto de soma do AVR até que a tensão nos terminais do gerador seja reduzida, voltando para um nível de tensão aceitável. O VHL não substitui a implementação da proteção volt/hertz do gerador e transformador elevador. Ao contrário, essa proteção de backup é desejável e recomendada [5]. Tenha em mente que o sinal de erro originado no VHL pode entrar em conflito com o sinal de erro do UEL em algumas situações específicas. Como exemplo, numa condição de ilhamento ou durante condições de carga leve com elevado nível da corrente de carregamento, o gerador pode ser levado a um estado de subexcitação; nesse caso, o UEL vai enviar um sinal de erro positivo para o ponto de soma do AVR. Este sinal vai aumentar a tensão de saída do gerador até que o gerador se afaste da zona proibida de subexcitação. Sendo assim, a tensão pode atingir um nível elevado o suficiente para que o limite volt/hertz seja ultrapassado e o VHL vai iniciar o envio de um sinal de erro negativo para reduzir a tensão. O resultado dessa situação de conflito pode ser uma oscilação instável na tensão de saída do gerador.

C. Aspectos da Sobretensão

A principal contribuição de um AVR é manter constante a tensão de saída do gerador sob condições normais de operação. Contudo, pode ocorrer sobretensão transitória durante perturbações no sistema. Na frequência nominal, a proteção volt-hertz constitui uma proteção de sobretensão; provavelmente, essa é a razão pela qual a proteção de sobretensão do gerador não é amplamente usada na América do Norte. Uma situação clássica é o caso em que a sobretensão é desenvolvida sem ser acompanhada de sobrefluxo: o ilhamento de uma unidade hidroelétrica ou a rejeição de suas cargas é normalmente seguida por uma elevação de tensão juntamente com a aceleração da máquina. Logo, a única proteção contra o stress do dielétrico da máquina é uma proteção de sobretensão de tempo-inverso ou uma temporização convencional de tempo-definido.

D. Aspectos da Proteção de Perda de Excitação

O principal objetivo da proteção de perda de excitação (LOF) consiste em assegurar que quando o gerador entrar na região de subexcitação não ocorra uma invasão da característica de LOF, com a provável consequência de abertura do gerador. Dois tipos de coordenação devem ser aqui considerados: coordenação estática (ou regime) e dinâmica. A coordenação em regime corresponde à situação em que não existem perturbações no sistema. A coordenação dinâmica corresponde à situação em que existe uma perturbação e quando o circuito do UEL pode permitir que o ponto de operação do gerador infrinja os limites da região proibida de subexcitação numa base transitória ou temporária.

1) Coordenação em Regime

Isso é efetuado através da coordenação das características de LOF com o UEL. Neste exemplo, assumimos que o SSSL manual é mais restritivo do que o limite do núcleo de ferro do fim do estator, como ocorreria com uma unidade hidroelétrica. Isso constitui o pior cenário para a proteção LOF. Limitaremos a análise ao relé convencional com duas zonas, offset mho, representado na Fig. 27. A coordenação será definida no plano P-Q. No exemplo, $X_d = 1.6$, $X'_d = 0.32$, e $X_e = 0.18$.

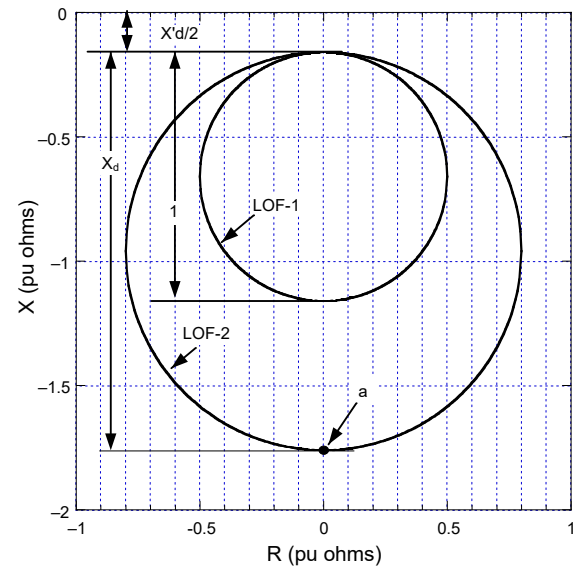


Fig. 27. Características de LOF para um relé convencional, offset-mho, duas zonas

No plano R-X, o ponto mais importante em relação à coordenação é o ponto “a” da Fig. 27, pois ele será mapeado para a posição superior no plano P-Q. Lembrar que um ponto no plano R-X vai ser mapeado em um ponto no plano P-Q de acordo com a seguinte transformação:

$$RX(r, x) \Rightarrow PQ \left(\frac{E_t^2 r}{r^2 + x^2}, \frac{E_t^2 x}{r^2 + x^2} \right) \quad (36)$$

Inicialmente, assumamos que a tensão do gerador é $E_t = 1.0$. O ponto “a” com as coordenadas $(0, -X_d - X'_d/2)$ no plano R-X corresponde ao seguinte ponto “A” no plano P-Q:

$$RX \left(0, -\frac{X'_d}{2} - X_d \right) \Rightarrow PQ \left(0, \frac{-E_t^2}{\frac{X'_d}{2} + X_d} \right) = PQ(0, -0.568) \quad (37)$$

A interseção do SSSL manual com o eixo vertical é:

$$PQ\left(0, \frac{-E_t^2}{X_d}\right) = PQ(0, -0.625) \quad (38)$$

Conforme mostrado na Fig. 28, a interseção da curva SSSL com o eixo vertical vai automaticamente ser menor do que o ponto “A.” Assumindo que o UEL é implementado através de uma linha reta, a respectiva equação é fornecida por (9) com os ajustes mostrados abaixo, considerando que k_1 e k_2 foram ajustados, cada qual, em 1:

$$Q = P \frac{KUP}{KUQ} - E_t^2 \frac{KUV}{KUQ} = 0.2195 P - 0.483 E_t^2 \quad (39)$$

A interseção do segmento de UEL com o eixo vertical é escolhida para ser 15% maior do que o ponto “A.” A interseção do segmento de UEL com o eixo horizontal é escolhida arbitrariamente em 2.2. A Fig. 28 apresenta a coordenação global. As Fig. 29 e Fig. 30 mostram de que forma a coordenação é mantida quando a tensão nos terminais do gerador é submetida a uma variação máxima de 5% em relação ao seu valor nominal. A característica do UEL movendo-se com a tensão E_t do gerador permite manter a coordenação com a característica de LOF mapeada no plano P-Q que também se move da mesma forma com a variação da tensão.

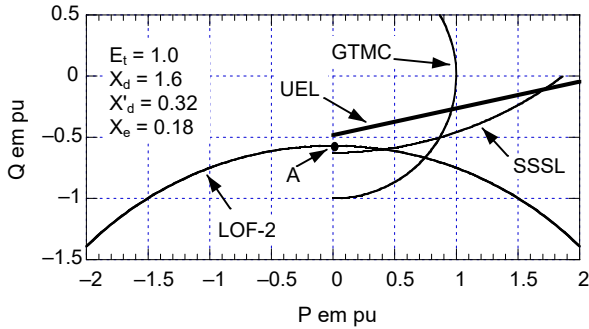


Fig. 28. Coordenação de LOF e UEL para $E_t = 1.0$

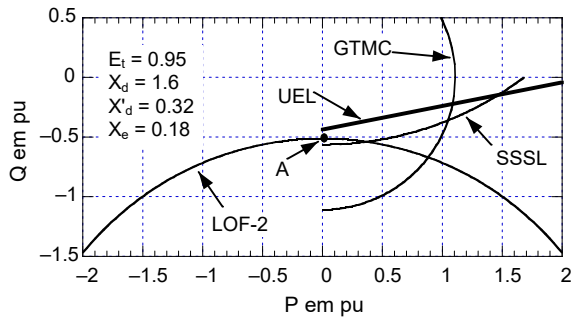


Fig. 29. Coordenação de LOF e UEL para $E_t = 0.95$

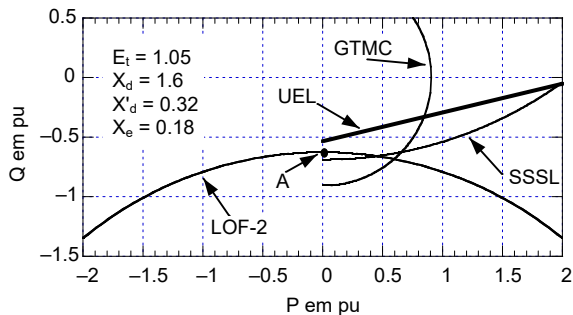


Fig. 30. Coordenação de LOF e UEL para $E_t = 1.05$

2) Coordenação Dinâmica

Conforme descrito no parágrafo anterior, a coordenação estática não garante que o UEL evite que o ponto de operação infrinja temporariamente as características de LOF durante uma perturbação no sistema. Tal violação pode levar à abertura da unidade. Isso pode ocorrer com o UEL de ação lenta, cujas constantes de tempo são muito grandes. A única forma de verificar a coordenação dinâmica adequada é através de simulações [3] [17].

E. Aspectos da Proteção de Perda de Sincronismo

A proteção de perda de sincronismo do gerador responde às perturbações resultantes de eventos de grande porte como uma falta na linha ou perda de geração. Este tipo de proteção deve reconhecer se uma oscilação de potência subsequente é estável. Normalmente, a unidade vai ser desligada após a detecção de uma oscilação instável. Sistemas de excitação estática de alta velocidade melhoram substancialmente a estabilidade transitória de um sistema de potência e, em muitos casos, contribuem para a estabilidade do sistema, quando comparados aos sistemas de excitação com tensão constante ou menos avançados. Portanto, o principal impacto do sistema de excitação do gerador é na resposta dinâmica do gerador durante uma perturbação no sistema e, conseqüentemente, nas trajetórias das oscilações de potência. Essas trajetórias podem, por sua vez, afetar os ajustes dos relés de perda de sincronismo. Tendo em vista essas considerações, podemos requerer que a modelagem do sistema de excitação seja completa e precisa antes de efetuar simulações de perda de sincronismo usando programas como EMTP ou programas de estabilidade transitória (“electromagnetic transients programs” – EMTP).

VI. CONCLUSÕES

1. Os limitadores incorporados no AVR do gerador não dão trip na unidade, mas evitam que o gerador opere nas zonas termicamente perigosas para a máquina.
2. Um UEL é normalmente incorporado no AVR do gerador; esse limitador evita que o gerador opere na região proibida de subexcitação, enviando um sinal de erro para o AVR. Este sinal de erro, por sua vez, aumenta a referência de tensão do AVR de forma que a tensão de saída do gerador seja aumentada. Portanto, a consequência da ação do UEL é aumentar a tensão de saída do gerador.
3. Um VHL pode ser incorporado no AVR do gerador. Quando solicitado, ele normalmente envia um sinal de erro para o AVR; como consequência, a referência de tensão do AVR é reduzida. Isso reduz a tensão de saída do gerador para trazer de volta a relação volt/hertz ao limite permitido. O limitador de volt/hertz não modifica o valor da frequência ou velocidade do gerador.
4. Um UEL e um VHL se opõem. Um tem a tendência de aumentar a tensão de saída do gerador, o outro trabalha para reduzir essa tensão. Podem ocorrer situações em que o AVR envia sinais de erros opostos, resultando em oscilações na tensão de saída do gerador.

5. Os limitadores normalmente incorporados no AVR não funcionam no modo manual de operação do sistema de excitação do gerador. A proteção correspondente será removida a não ser que exista um sistema de retaguarda independente do AVR. O UEL estará inoperante no modo manual pois ele normalmente não tem um backup.
6. Ao efetuar a coordenação da característica de LOF com o UEL, lembre-se que a coordenação em regime ou estática não garante uma coordenação dinâmica adequada. Um UEL de ação lenta pode levar à violação da característica LOF durante uma perturbação no sistema.
7. Condições podem ser geradas em que os limites de estabilidade de um gerador com um AVR possam ser piores do que o SSSL manual. Em algumas situações, a operação manual pode nunca ocorrer. O uso do SSSL manual nos estudos de proteção deve ser revisto e reavaliado. Técnicas simples para obtenção dos limites de estabilidade dos sistemas de geração são necessárias e devem ser desenvolvidas pelas agências de definição de normas.

VII. APÊNDICE A: PRINCÍPIOS DE CÁLCULO DAS CONSTANTES K

O modelo do gerador usado neste artigo é o mesmo da referência [13]. Assumindo a seguinte simplificação: sem enrolamentos amortecedores (que normalmente aumenta o efeito de amortecimento), resistência da armadura desprezada, sem os termos “ $d\psi/dt$ ” nas equações do gerador, e sem saturação, o gerador síncrono pode ser modelado usando as seguintes equações:

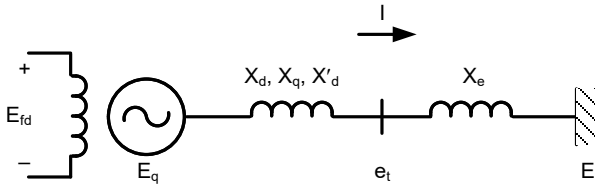


Fig. A1. Sistema de potência elementar

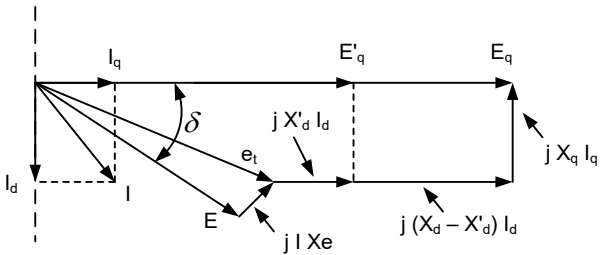


Fig. A2. Diagrama vetorial do circuito de potência elementar

$$e_t^2 = e_d^2 + e_q^2$$

$$-e_d = \psi_q = -X_q i_q$$

$$e_d = \psi_d = E'_q - X'_d i_d$$

$$E_q = E'_q + (X_q - X'_d) i_d$$

$$T_e = E_q i_q$$

$$i_d = (E_q - E \cos \delta) \frac{(X_e + X_q)}{r_e^2 + (X_e + X_q)^2} - E \sin \delta \frac{r_e}{r_e^2 + (X_e + X_q)^2}$$

$$i_q = (E_q - E \cos \delta) \frac{r_e}{r_e^2 + (X_e + X_q)^2} + E \sin \delta \frac{(X_e + X_q)}{r_e^2 + (X_e + X_q)^2}$$

$$E'_q = X_{ad} I_{fd} - (X_d - X'_d) i_d$$

$$T'_{do} (dE'_q / dt) = E_{fd} - X_{ad} I_{fd}$$

$$T_m - T_e = M [d(s\delta) / dt]$$

Para pequenas variações das três variáveis Δe_t , $\Delta E'_q$ e $\Delta \delta$, as seguintes relações podem ser derivadas:

$$\Delta e_t = K_5 \Delta \delta + K_6 \Delta E'_q$$

$$\Delta E'_q = \frac{K_3 \Delta E_{fd}}{1 + s K_3 T'_{do}} - \frac{K_3 K_4 \Delta \delta}{1 + s K_3 T'_{do}}$$

$$\Delta T_e = K_1 \Delta \delta + K_2 \Delta E'_q$$

Para o ponto de operação definido por e_{to} , P_o , e Q_o , as grandezas de regime E_{qo} , E_o , e_{do} , e_{qo} , i_{do} , e i_{qo} podem ser calculadas como:

$$I_{po} = \frac{P_o}{e_{to}}$$

$$I_{qo} = \frac{Q_o}{e_{to}}$$

$$E_{qo} = \sqrt{(e_{to} + I_{qo} X_q)^2 + (I_{po} X_q)^2}$$

$$E_o = \sqrt{(e_{to} - I_{qo} X_e)^2 + (I_{po} X_e)^2}$$

$$\sin \delta_o = \frac{e_{to} I_{po} (X_q + X_e)}{E_{qo} E_o}$$

$$\cos \delta_o = \frac{e_{to} [e_{to} - I_{qo} (X_q - X_e)] - X_e X_q (I_{po}^2 + I_{qo}^2)}{E_{qo} E_o}$$

$$\cos \delta_o = \frac{e_{to} [e_{to} - I_{qo} (X_q - X_e)] - X_e X_q (I_{po}^2 + I_{qo}^2)}{E_{qo} E_o}$$

$$i_{qo} = \frac{I_{po} (e_{to} + I_{qo} X_q) - I_{qo} I_{po} X_q}{E_{qo}}$$

$$i_{do} = \frac{I_{po}^2 X_q + I_{qo} (e_{to} + I_{qo} X_q)}{E_{qo}}$$

$$e_{qo} = \frac{e_{to} (e_{to} + I_{qo} X_q)}{E_{qo}}$$

$$e_{do} = i_{qo} X_q$$

As seis constantes, K_1 a K_6 , das três equações anteriores que aparecem no modelo são definidas como [13]:

$$K_1 = \left. \frac{\Delta T_e}{\Delta \delta} \right|_{E'_q}$$

Relação da variação do torque elétrico pela variação do ângulo do rotor quando o fluxo concatenado no eixo d for constante.

$$K_2 = \left. \frac{\Delta T_e}{\Delta E'_q} \right|_{\delta}$$

Relação da variação do torque elétrico pela variação do fluxo concatenado do eixo d quando o ângulo do rotor for constante.

$$K_3 = \frac{X'_d + X_c}{X_d + X_c}$$

Fator de impedância. Fórmula mostrada quando a impedância externa é uma reatância pura.

$$K_4 = \frac{1}{K_3} \frac{\Delta E'_q}{\Delta \delta}$$

Efeito de desmagnetização da variação do ângulo do rotor.

$$K_5 = \left. \frac{\Delta e_t}{\Delta \delta} \right|_{E'_q}$$

Relação da variação da tensão nos terminais pela variação do ângulo do rotor com E'_q constante, a tensão proporcional ao fluxo concatenado do eixo direto.

$$K_6 = \left. \frac{\Delta e_t}{\Delta E'_q} \right|_{\delta}$$

Relação da variação da tensão nos terminais pela variação de E'_q para ângulo do rotor constante.

As seis constantes, K_1 a K_6 , podem ser computadas matematicamente como:

$$K_1 = \frac{X_q - X'_d}{X_c + X'_d} i_{q0} E_o \sin \delta_0 + E_{q0} E_o \cos \delta_0 \frac{E_{q0} E_o \cos \delta_0}{X_c + X_q}$$

$$K_2 = \frac{E_o \sin \delta_0}{X_c + X'_d}$$

$$K_3 = \frac{X'_d + X_c}{X_d - X_c}$$

$$K_4 = \frac{X_d - X'_d}{X_c + X'_d} i_{q0} E_o \sin \delta_0$$

$$K_5 = \frac{X_q}{X_c + X_q} \frac{e_{d0}}{e_{t0}} E_o \cos \delta_0 - \frac{X'_d}{X_c + X'_d} \frac{e_{q0}}{e_{t0}} E_o \sin \delta_0$$

$$K_6 = \frac{X_c}{X_c + X'_d} \frac{e_{q0}}{e_{t0}}$$

VIII. APÊNDICE B: ROTINA PARA GERAR O LIMITE DE ESTABILIDADE DE UM GERADOR REGULADO USANDO A LINGUAGEM MATLAB

A listagem mostrada a seguir na linguagem MATLAB permite a plotagem do limite de estabilidade de um gerador com um AVR usando o método do autor baseado na parte real dos autovalores da matriz A se tornando negativa. Ao ser processada a listagem, a rotina vai plotar o limite de estabilidade que aparece na Fig. 23 com um ganho do AVR igual a 10. A adaptação da rotina para o caso do PSS é direta.

M=3;Td0=6;Ke=10;Te=0.05;
Xd=1.6;Xq=1.55;Xpd=0.32;Xc=0.4;re=0;et0=1.0;
m=1;k=0.02;Q=-2.1;FORW=1;

```
while (FORW==1) | ((FORW==0) & (k > 0.01));
    while ((Q < 3) & (FORW==1)) | ((k > 0.01) &
(FORW==0))
        PP(m)=k;
        P=PP(m);
        if FORW==1
            Q=-2.1;
        else
```

```
Q=3;
end
Test=0;
while ((Test==0) & (Q < 3) & (FORW==1)) |
((Test==0) & (k > 0.01) & (FORW==0))
    if FORW==1
        Q=Q+0.01;
    else
        Q=Q-0.01;
    end
    et0=abs(et0);
    Ip0=P/et0;
    Iq0=Q/et0;
    Eq0=sqrt((et0+Iq0*Xq)^2+(Ip0*Xq)^2);
    E0=sqrt((et0-Ip0*re-Iq0*Xc)^2+(Ip0*Xc-
Iq0*re)^2);
    sind0=(et0*Ip0*(Xq+Xc)-e*Xq*(Ip0^2+Iq0^2)-
et0*Iq0*re)/(Eq0*E0);
    cosd0=(1/(Eq0*E0))*(et0*(et0+Iq0*(Xq-Xc)-
Ip0*re)-Xc*Xq*((Ip0^2)+(Iq0^2)));
    iq0=(1/Eq0)*(Ip0*(et0+Iq0*Xq)-Iq0*Ip0*Xq);
    id0=(1/Eq0)*((Ip0^2)*Xq+Iq0*(et0+Iq0*Xq));
    eq0=et0*((et0+Iq0*Xq)/Eq0);
    ed0=iq0*Xq;

    A=(re^2)+(Xc+Xpd)*(Xq+Xc);

    K1=(Eq0*E0/A)*(re*sind0+(Xc+Xpd)*cosd0)+(iq0*E/
A)*((Xq-Xpd)*(Xc+Xq)*sind0-re*(Xq-Xpd)*cosd0);
    K2=(re*Eq0/A)+iq0*(1+(Xc+Xq)*(Xq-pd)/A);
    K3=1/(1+(Xc+Xq)*(Xd-Xpd)/A);
    K4=(E0*(Xd-Xpd)/A)*((Xc+Xq)*sind0-
re*cosd0);

    K5=(ed0/et0)*(Xq/A)*(re*E0*sind0+(Xc+Xpd)*E0*co
sd0)+(eq0/et0)*(Xpd/A)*(re*E0*cosd0-
(Xc+Xq)*E0*sind0);
    K6=(eq0/et0)*(1-
Xpd*(Xc+Xq)/A)+(ed0/et0)*Xq*(re/A);
    A3=[0 377 0 0;-K1/M 0 -K2/M 0;-K4/Td0 0 -
1/(K3*Td0) 1/(Td0); -(Ke*K5)/Te 0 -Ke*K6/Te -1/Te];
    H3=eig(A3);
    x1=real(H3(1,1));
    x2=real(H3(2,1));
    x3=real(H3(3,1));
    x4=real(H3(4,1));

    Test= (x1 < 0) & (x2 < 0) & (x3 < 0) & (x4 <
0);
end
if FORW==1 & Q > 2.8
    m=m-2;
    k=k-0.02;
else
    QQ(m)=Q;
end
```



```

m=m+1;

if FORW==1
    k=k+0.01;
else
    k=k-0.01;
end
end
FORW=0;
end

plot(PP,QQ)
grid

```

IX. REFERÊNCIAS

- [1] D. Reimert, *Protective Relaying for Power Generation Systems*, Boca Raton: CRC Press, 2006.
- [2] P. Kundur, *Power System Stability and Control*, New York: McGraw-Hill, 1994.
- [3] J. R. Ribero, "Minimum Excitation Limiter Effects on Generator Response to System Disturbances," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Vol. 6, No. 1, março de 1991.
- [4] S. S. Choy and X. M. Xia, "Under Excitation Limiter and Its Role in Preventing Excessive Synchronous Generator Stator End-Core Heating," *IEEE Transaction on Power Systems*, Vol. 15, No. 1, pp. 95–101, fevereiro de 2000.
- [5] Working Group J5 of Power System Relaying Committee, Charles J. Mozina, Chairman, "Coordination of Generator Protection With Generator Excitation Control and Generator Capability," *IEEE PES General Meeting*, Tampa, FL, junho de 2007.
- [6] S. B. Farnham and R. W. Swarthout, "Field Excitation in Relation to Machine and System Operation," *Transactions of the American Institute of Electrical Engineers*, Vol. 72, Pt. III, No. 9, pp. 1215–1223, dezembro de 1953.
- [7] IEEE Power Engineering Society, *IEEE Tutorial on the Protection of Synchronous Generators*, 95 TP 102.
- [8] IEEE Standard C37.102/D7-200X, *Guide for AC Generator Protection*, abril de 2006.
- [9] ANSI Standard C50.13-1989, *Requirements for Cylindrical Rotor Synchronous Generators*, 1989.
- [10] ANSI Standard C50.12-1982, *Standard for Requirements for Salient-Pole Synchronous Generators and Generator/Motors for Hydraulic Turbine Applications*, 1982.
- [11] IEEE Standard 421.5-1992, *IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power system Stability Studies*, 1992.
- [12] IEEE Task Force on Excitation Limiters, "Underexcitation Limiter Model for Power System Stability Studies," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Vol. 10, No. 3, setembro de 1995.
- [13] F. P. DeMello and C. Concordia, "Concepts of Synchronous Machine Stability as Affected by Excitation Control," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-88, No. 4, pp. 316–329, abril de 1969.
- [14] C. K. Seetharaman, S. P. Verma, and A. M. El-Serafi, "Operation of Synchronous Generators in the Asynchronous Mode," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-93, pp. 928–939, 1974.
- [15] C. R. Mason, "A New Loss of Excitation Relay for Synchronous Generators," *Transactions of the American Institute of Electrical Engineers*, Vol. 68, Pt. II, pp. 1240–1245, 1949.
- [16] J. Berdy, "Loss-of-Excitation Protection for Modern Synchronous Generators," *General Electric Co. Document GER-3183*.
- [17] R. Sandoval, A. Guzmán, and H. J. Altuve, "Dynamic Simulations Help Improve Generator Protection," *33rd Annual Western Protective Relay Conference*, Spokane, WA, outubro de 2006.

- [18] Carson W. Taylor, *Power System Voltage Stability*, McGraw Hill International Editions 1994.
- [19] The MathWorks, *MATLAB The language of Technical Computing*, Using MATLAB, Version 6, novembro de 2000.

X. BIOGRAFIA

Gabriel Benmouyal, P.E., recebeu seu B.A.Sc. em Engenharia Elétrica e seu M.A.Sc em Engenharia de Controle pela Ecole Polytechnique, Université de Montréal, Canadá, em 1968 e 1970, respectivamente. Em 1969, ele começou a trabalhar na Hydro-Québec como Especialista em Instrumentação e Controle. Trabalhou em diferentes projetos na área de sistemas de controle de subestação e centros de despacho. Em 1978, foi para a IREQ, onde sua principal área de trabalho foi a aplicação de técnicas digitais e microprocessadores para sistemas de proteção e controle de subestações de transmissão e geração. Em 1997, ele ingressou na Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. na posição de Engenheiro de Pesquisas. É engenheiro profissional com registro na Província de Québec, é membro sênior do IEEE e atende ao Power System Relaying Committee desde maio de 1989. Ele detém mais de seis patentes e é autor e coautor de diversos artigos técnicos na área de proteção e controle de sistemas de potência e processamento de sinais.